

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОРИСТОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД НА КЕРНАХ БОЛЬШОГО ДИАМЕТРА

Ларченко В. Г.

Одна из основных задач методики подсчета запасов – определение пористости продуктивных горизонтов. Необходимое условие работы точность определенной пористости.

Для определения пористости возможны два подхода: лабораторные исследования керна и исследования геофизическими методами. Из проанализированных лабораторных способов определения пористости наиболее точным является методика определения коэффициента открытой пористости на кернах большого диаметра [1].

Сущность метода заключается в следующем:

Объем пор определяется объемом плавающей жидкости, вошедшей в поровое пространство керна, объем образца – гидростатическим взвешиванием насыщенного жидкостью образца в жидкости применяют воду или керосин.

В результате этого:

- определяется масса сухого образца в жидкости (M_1)
- образец насыщается водой и взвешивается гидростатически (M_2)
- после удаления жидкости с поверхности образец снова взвешивается в воздухе (M_3).

$$K_{\text{оп}} = (M_2 - M_1) / (M_3 - M_2) * 100\%$$

Из геофизических определений обычно используют стандартную методику геофизических исследований скважин. Данные каротажа в скважине имеют важное значение при оценке пористости так как в зону определения пористости входит большой объем пород (30-35 см от стенки скважины) и исключается влияние микро неоднородностей. Однако появляются и погрешности определения параметра пористости присущие различным методам геофизических исследований.

Например: присутствие газа, выделявшегося из раствора в зону исследования пористости нейтронным каротажем, затрудняет оценку пористости или делает ее невозможной.

Определение пористости на кернах горных пород извлеченных из скважины имеет свои недостатки. Малый размер образца может не характеризовать всю толщу нефтеперспективного горизонта. Образец, поднятый на поверхность земли, изменяет свои физические свойства в связи с изменением температуры и давления. При бурении могут возникать нарушения структуры образца и даже полное его разрушение. Нами анализировалась методика определения пористости на кернах большого диаметра. В этом случаях многие недостатки по определению погрешности присущие лабораторным методам и указанные выше будут иметь меньшее значение и ими можно пренебречь.

Многочисленными исследованиями, проводимыми в области анализа определения пористости различными методами, установлено, что использование дополнительно данных анализа кернов может улучшить получаемый результат и отклонения от действительных значений составят $\pm 5\%$. Использование только данных каротажа в скважине дает погрешность определения пористости $\pm 10\%$. Комплексный анализ данных исследования керна и данных каротажа, с учетом при этом физических и фильтрационных свойств породы, позволяет достичь точности определения пористости пласта $\pm 2\%$.

Совершенно очевидно, что точность подсчета начальных запасов углеводородов требует детального анализа результатов определений коллекторских свойств лабораторными методами и непосредственно в скважине.

Чем больше объем полученной информации, тем с большей уверенностью можно определить выдержанность коллектора и тем надежнее будут подсчитаны начальные запасы нефти и газа.

При определении пористости на кернах появляется возможность определить проницаемость горизонтов - один из основных параметров при эксплуатации залежи. Так, выявлена взаимосвязь между коэффициентом пористости и проницаемости. Нами сделана эта работа для коллекторов Ново-Давыдовского месторождения. Получено уравнение:

$$K_{пор} = f(K_{прониц})$$

с коэффициентом корреляции 0,88.

Таким образом, усовершенствование методики определения пористости горных пород является существенным звеном точности подсчета запасов нефти.

Литература:

1. Ланкуть Л.М., Шереметьева С.Д. и др. Научное обоснование подсчетных параметров и подсчет запасов нефти и растворенного газа Ново-Давыдовского месторождения. Мн.: ПО «Белгеология». 2001. – 212с.
2. Методические указания измерений. МИ 13-17-83. М.: Из-во стандартов. 1986.-114с.